

zum

Entwurf einer Strom-Binnenmarktrichtlinie und Strom-Binnenmarktverordnung

03.11.2017

Allgemeines

Der Strommarkt in Deutschland und Europa verändert sich mit hohem Tempo. Auf die neuen Entwicklungen hat Deutschland bereits mit dem am 23. Juni 2016 beschlossenen Strommarktgesetz reagiert. Bei allen Reformarbeiten am Strommarkt der Zukunft müssen die Sicherheit der Stromversorgung gewährleistet und die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in Deutschland und Europa gesichert bleiben.

VIK sieht daher die Vorschläge der EU-Kommission zur Strom-Binnenmarktrichtlinie und Strom-Binnenmarktverordnung als weiteren Schritt, die Funktionsfähigkeit des Strommarktes in seinem fundamentalen Wandel auch auf europäischer Ebene zu verbessern, um die im internationalen Vergleich hohen Energiekosten zu senken. VIK spricht sich deshalb grundsätzlich für eine bessere europäische Koordinierung in der Energie- und Klimapolitik aus. Einzelstaatliche Lösungen sind kontraproduktiv für den Energiebinnenmarkt, weil sie wettbewerbs- und marktverzerrend wirken und zu regulatorischen Wettläufen der Mitgliedstaaten führen können. Sie verhindern Synergien sowohl bei der optimalen Standortwahl für den Ausbau Erneuerbarer Energien als auch bei der Sicherstellung ausreichender Erzeugungskapazitäten. Dies führt zu unnötigen Mehrbelastungen aller Letztverbraucher in Europa. Für einen europäischen Strommarkt der Zukunft sieht VIK folgende Leitplanken als essenziell an:

- Stärkung des Energy-Only-Marktes und Duldung von Kapazitätsmechanismen nur als letztes Mittel
- Zentrales Element eines weiterentwickelten Strommarktes ist die Nutzung vorhandener Flexibilitäten; das bedeutet, dass die aktivere Teilnahme der Nachfrage-Seite am Strommarkt stimuliert werden und regulatorische Hemmnisse abgebaut werden müssen.

- Harmonisierung des Energie-Binnenmarktes
- Förderung von regionaler und grenzüberschreitender Zusammenarbeit

Der VIK möchte sich aus Sicht der energiekostensensiblen Industrie zu folgenden Punkten in die Debatte um ein zukünftiges europäisches Strommarktdesign einbringen:

Grundsätzliches – die wichtigsten Punkte

Strombinnenmarkt-RL

Marktbasierte Preisbildung (Art. 5)

VIK erkennt die Notwendigkeit, die Marktpreise für Elektrizität wettbewerblich zu bilden. Gleichwohl sollten jedoch folgende Aspekte ausreichend berücksichtigt werden:

- Die Regeln/Vorschriften der Energieunion müssen möglichst einfach umsetzbar sein. Unnötige und teure Verkomplizierungen wirken beeinträchtigend auf ein wettbewerbliches und freies Marktgeschehen. Insofern sollten Regulierung und Bürokratie auf das notwendige Mindestmaß begrenzt werden.
- Dabei sollten die Ursachen der fehlenden Vollendung des Strom-Binnenmarktes noch einmal in den Blick genommen werden, die auch deshalb noch aussteht, weil nicht überall der bestehende Rechtsrahmen vollständig umgesetzt wird. Die fehlende Durchsetzung von bestehendem Recht wird nicht zwingend durch zusätzliche Regeln erreicht.
- Neben einer sinnvollen Anreizung der Laststeuerung (um den Preissignalen folgen zu können) sollte weiterhin auch die Notwendigkeit eines netz- bzw. systemdienlichen Verhaltens berücksichtigt und anerkannt werden: Weicht beispielsweise das Lastverhalten eines Letztverbrauchers vom Lastverhalten der Mehrheit der Letztverbraucher ab und dämpft dadurch Netz- oder Systemdienstleistungskosten, sollten diesem Letztverbraucher Netzentgelte angeboten werden können, die das besondere Lastverhalten ausreichend berücksichtigen. Darüber hinaus sollten einem Letztverbraucher besondere Netzentgelte auch dann angeboten werden, wenn die Anschlusssituation und die Nutzung des Netzes von der Mehrheit der Letztverbraucher abweichen und weniger Kosten determinieren.

Erfordernisse aus dem Strommarkt und im Netzbereich können sich durchaus unterscheiden. Zum Beispiel wären niedrige Strompreise als Folge hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ein Signal dafür, dass der Markt zu diesem Zeitpunkt eine Erhöhung des Stromverbrauchs benötigt. Zugleich kann es aber der Fall sein, dass unter Netzgesichtspunkten (ggf. regional) ein Minderbezug erforderlich ist, weil das Netz bereits stark ausgelastet ist. Hier müssen in der Netzentgeltsystematik entsprechende Signale für netzdienliches Verhalten verankert werden.

Anspruch auf Verträge mit dynamischen Stromtarifen (Art. 11)

Die Digitalisierung der Energiewirtschaft wird ein „Enabler“ für dynamische Tarife sein. So ist denkbar, dass in Zukunft Tarifmodelle für Strompreise entwickelt werden, die verschiedene Preisstufen, zeit- oder lastabhängig, in einem Tarif vereinen. Solche Lösungen müssen jedoch nicht von außen regulatorisch erzwungen werden, sondern ergeben sich im freien Wettbewerb der Stromlieferanten um die Kunden. Regelungen, die dynamischen Tarife zwingend vorgeben, sind daher abzulehnen.

Aggregatoren/Demand Response und aktive Verbraucher (Art. 13, 15 und 17)

VIK sieht freiwillige Flexibilität als ein wichtiges Element zur Weiterentwicklung des Strommarktes an. Dafür sind regulatorische Hindernisse abzubauen. Beispielsweise sollten Flexibilitäten nicht dadurch gehemmt werden, dass aufgrund der Laststeuerungen die Netzentgelte ansteigen. VIK regt daher eine Formulierung an, die den Mitgliedstaaten die Möglichkeit einräumt, die Netzentgeltsystematik für Flexibilitäten zu öffnen. Dabei sollte besonderer Wert auf bereits nutzbare Flexibilitäten gelegt werden, die insbesondere im industriellen Bereich zeitnah realisiert werden können.

Weiterhin ist zu beachten, dass Energieeffizienz und Ressourceneffizienz an erster Stelle stehen sollten. Industrielle Produktionsprozesse in Deutschland sind regelmäßig hoch effizient und ressourcenschonend. Es würde kontraproduktiv erscheinen, wenn zwanghafte Flexibilitäten des Stromverbrauchs dazu führen würden, dass zwar eine volatil auftretende Stromerzeugung aus unbegrenzten Ressourcen (EE-Strom) jederzeit nachgefahren wird, dadurch aber begrenzte Ressourcen (bspw. Rohstoffe) vergeudet würden.

Wie bereits eingangs erwähnt, sollte unbedingt auch die Notwendigkeit eines netz- bzw. systemdienlichen Verhaltens berücksichtigt und anerkannt werden. Beispielsweise wirkt eine besonders konstante Stromabnahme in signifikanter Höhe netz- bzw. systemdienlich. Den Mitgliedstaaten sollte daher grundsätzlich die Möglichkeit eingeräumt werden, besondere Netzentgelte zu bilden, die ein netz-/systemdienliches Abnahmeverhalten berücksichtigen (wie bspw. die Regelungen zu den Sonderformen der Netznutzung in der deutschen Stromnetzentgeltverordnung). Die im deutschen System angereizte gleichmäßige Stromabnahme hat einen hohen netzstabilisierenden Wert und darf nicht durch Anreize zur Flexibilität gefährdet werden. Vielmehr müssen beide Elemente (gleichmäßig planbare auf der einen und flexible Abnahmen auf der anderen Seite) im Sinne von Produktvielfalt parallel existieren können und nicht gegeneinander angereizt werden.

Die in Artikel 15 Absatz 1 Ziffer (b) beschriebene getrennte Ausweisung von eingespeistem und entnommenem Strom sollte insofern konkretisiert werden, dass Ausspeisungen und Entnahmen eines Netzkunden, die sich im gleichen Netzknoten/Netzbezirk befinden, zeitgleich zu saldieren sind. Denn physikalisch und kostenseitig wirken in diesem Fall die Einspeisung und die Entnahme wie ein saldierter Wert.

Lastmanagement ist für zahlreiche industrielle und gewerbliche Unternehmen nichts Neues. Sind Demand Response-Maßnahmen betriebswirtschaftlich sinnvoll, werden sie von den Unternehmen aus eigenem Anreiz gehoben. Ein Zwang zur Nutzung von Flexibilitäten ist nicht erforderlich. Zum Heben der Potenziale müssen Geschäftsmodelle weiterentwickelt und technische Lösungen gefunden werden. Erst wenn das Maßnahmendreieck aus technischen Lösungen, Abbau regulatorischer Hemmnisse und neuen Geschäftsmodellen steht, kann industrielles Lastmanagement im größeren Maßstab realisiert werden, ohne Produktionsabläufe zu behindern. In der Diskussion um Flexibilisierungspotenziale in der Industrie wird oft vergessen, dass produzierende Unternehmen die primäre Aufgabe haben, die Wünsche ihrer Kunden zu befriedigen. Die Schaffung industrieller Flexibilitäten bedeutet für die Betriebe in diesem Zusammenhang zunächst einmal zusätzlichen Aufwand. Als regulatorisches Hemmnis erweist sich derzeit vor allem in Deutschland das Netzentgeltsystem. Wird nämlich der Strombezug eines Unternehmens zur Stabilisierung des Netzes flexibilisiert, so kann dies die abrechnungsrelevante Jahresspitzenlast und somit das Netzentgelt erhöhen. Mögliche Zusatzerlöse aus der Bereitstellung von Flexibilität werden so konterkariert. Verbraucher, die ihren Verbrauch stärker an den Preissignalen des Strommarkts orientieren, sollten für die dabei auftretenden Verbrauchsspitzen nur dann mit zusätzlichen Entgelten belastet werden, wenn eine ggf. herrschende Engpasssituationen im Netz verstärkt wird und/oder zusätzliche Kosten im Netz entstehen.

Aber auch andere Hindernisse und Nachteile müssen bedacht werden: So hat die Umsetzung von Flexibilitätsmaßnahmen meist einen unmittelbaren Energieeffizienzverlust für das Unternehmen zur Folge. Neben höheren Energie- und Materialkosten für die eigentliche Produktion können hierbei auch Probleme bei der Erfüllung politisch vorgegebener Kennziffern die Folge sein. So führen Vorgaben auf der einen Energiewende-Baustelle (Erhöhung der Energieeffizienz) unter Umständen dazu, dass auf einer anderen Baustelle (Schaffung von Flexibilitäten) mögliche Reserven nicht gehoben werden können. Dass die Industrie in der Lage ist, zur Systemstabilität beizutragen, zeigt sich in den Bereichen, in denen Rahmenbedingungen bereits gesetzt sind – etwa bei der Regelenergie. Unter den Regelenergie-lieferanten in Deutschland befinden sich große produzierende Industriebetriebe.

Einen bereits heute gangbaren Weg für industrielles Lastmanagement in Deutschland bietet die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV). In dieser sind kurzfristige Stromunterbrechungen bei Industriebetrieben geregelt, die gegen Zahlung einer Vergütung erfolgen. In der Amprion-Regelzone hat sich bereits gezeigt, dass dieses Instrument wirkungsvoll ist. Im Frühjahr 2014 konnten die Auswirkungen eines Sahara-Sturms unter anderem mithilfe der Industrie aufgefangen werden. Auch während der viel diskutierten Sonnenfinsternis am 20. März 2015 griffen die Regelungen der AbLaV. Am Vormittag des Naturschauspiels wurden mehr als 230 MW Kapazität aus Unternehmen der Metallindustrie zeitweise aus dem Netz genommen und halfen so, das Stromnetz stabil zu halten. In dieser Regelung ist angelegt, dass der parallele Anreiz zur gleichmäßigen Stromabnahme nicht durch die Bereitstellung abschaltbarer Last gefährdet wird.

Diverse andere Möglichkeiten der Industrie, zur Versorgungssicherheit beizutragen, werden diskutiert oder sogar schon praktiziert. So ergeben sich heute schon aus der Standort-erzeugung Möglichkeiten, flexible Versorgungskonzepte zu entwickeln. In Kombination mit alternativen Dampferzeugungskesseln oder Elektrodenkesseln ergeben sich weitere Möglichkeiten, durch die Standorterzeugung Beiträge zum Gelingen der Energiewende zu leisten. Hier spielen Speicherlösungen eine wichtige Rolle. Einige Unternehmen haben beispielsweise bereits Power-to-Heat-Projekte realisiert. Auch durch die Schaffung von Speichermöglichkeiten für Zwischenprodukte (z.B. in der Papier- oder der Chemieindustrie) könnten sich zusätzliche Flexibilitäten ergeben. Ein weiteres interessantes Vorhaben sind „virtuelle Batterien“ in der Aluminiumindustrie. Hierbei übernimmt die Flexibilisierung des Elektrolyseverfahrens eine Pufferspeicherung zwischen erneuerbarer Erzeugung und Stromverbrauch.

Die Industrie hat die technischen Möglichkeiten, sich über Maßnahmen des Lastmanagements stärker an der Versorgungssicherheit im Strommarkt zum Nutzen aller Endverbraucher zu beteiligen. Viele Unternehmen haben signalisiert, dass sie bereit sind, ihren Beitrag zu leisten – wenn sie dies nicht unter bestehenden Regeln bereits tun. Voraussetzung ist jedoch ein politischer Rahmen, der es den Betrieben ermöglicht, die vorhandenen Potenziale auszuschöpfen, ohne dabei Einschnitte bei Wirtschaftlichkeit, Kundenorientierung oder Produktqualität hinnehmen zu müssen. Um die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie im globalen Wettbewerb nicht negativ zu beeinträchtigen, müssen entsprechende Maßnahmen des Demand Side Management daher auf der Basis einer fairen Vergütung freiwillig erfolgen und dürfen keinesfalls regulatorisch erzwungen werden.

Datenformate (Art. 24)

Gemeinsame Datenformate sind zur Gewährleistung für eine einfachere Interoperabilität der Mess- und Steuerungssysteme wichtig. Die Forderung nach einem gemeinsamen Datenformat für alle Mitgliedstaaten innerhalb der Energieunion schätzt VIK jedoch kritisch ein. In Deutschland wurden bereits mit einem sehr hohen finanziellen und operativen Aufwand Datenformate und Datenaustauschprozesse etabliert. Gemeinsame Datenformate können zwar zu mehr Transparenz führen, jedoch auch weitere Komplexität mit sich bringen, die es zu vermeiden gilt. Um Komplexität zu vermeiden, ist es nach VIK-Verständnis durchaus akzeptabel, wenn Marktteilnehmer – die in mehreren Mitgliedstaaten aktiv werden möchten – ihre IT-Systeme um entsprechende Formatkonverter ergänzen. Vor der Einführung eines gemeinsamen europäischen Datenformates sollte erst eine tiefgehende Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen, damit Kunden nicht unnötige Verwaltungskosten zu tragen haben.

Geschlossene Verteilernetze (Art. 38)

Die Einstufung als geschlossenes Verteilernetz hat zur Folge, dass bestimmte Vorschriften der Regulierung auf den Betrieb der geschlossenen Verteilernetze keine Anwendung finden. Gemäß Art 38 Abs. 5 sollen geschlossene Verteilernetze aber für die Zwecke der Richtlinie als Verteilernetze gelten. Dies könnte ungewollte Rückwirkungen zur Folge haben, so dass die Regeln für Verteilernetze doch anwendbar sind. Geschlossene Verteilernetze - wie etwa Industrieparks - sind in erster Linie und im Gegensatz zu Verteilernetzen als Netznutzer anzusehen und haben nur die sekundäre Aufgabe, auf ihren Werksgeländen die Verteilung von Elektrizität (oder Gas) sicherzustellen. Dies muss auch die Richtlinie anerkennen. Art. 38 Abs. 5 ist daher zu streichen.

Strombinnenmarkt-VO

Bilanzkreisverantwortung (Art. 4)

VIK begrüßt es, wenn alle Marktteilnehmer für die von ihnen verursachten Bilanzkreisabweichungen finanziell verantwortlich sind. Es sollten zudem zusätzliche Anreize im Monopolbereich der öffentlichen Netzbetreiber geschaffen werden, so dass auch diese Bilanzkreise ausgeglichen bewirtschaftet werden. Wenn wie bisher Ausgleichsenergiekosten einfach an die Netzkunden weitergewälzt werden können, ist die Anreizwirkung denkbar gering. Ausgeglichenen Bilanzkreise haben eine zentrale Bedeutung für das Funktionieren des Strommarktes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Ein Großteil der Bilanzkreisabweichungen entsteht durch Prognoseabweichungen bezüglich der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und durch Abweichungen aufgrund ungenauer synthetischer Lastprofile in den Differenzbilanzkreisen der Netzbetreiber. Eine optimierte Bewirtschaftung der Differenzbilanzkreise könnte helfen, weitere für die Versorgungssicherheit kritische Situationen zu vermeiden. Ferner können durch eine optimierte Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen ein Beitrag zur Erhöhung der Kosteneffizienz des Stromversorgungssystems und eine Entlastung der Stromverbraucher erreicht werden, weil durch eine Erhöhung der Prognosequalität bei Einbezug regionaler, netzscharfer Daten der Abruf von (teurer) Regelenergie zum Teil vermieden werden kann. Die Abweichungen würden dann stärker durch (günstigere) Mengen aus den day-ahead- und intra-day-Märkten gedeckt. Insbesondere für die von Netzbetreibern geführten Differenz-Bilanzkreise sind daher verstärkte Anreize zur Bilanzkreistreue erforderlich. Zugleich muss verhindert werden, dass kleine Bilanzkreise durch hohe finanzielle Belastungen übermäßig stark behindert werden.

Preisbeschränkungen (Art. 9)

Preisspitzen sind eine notwendige Voraussetzung für Investitionen in Kraftwerke oder Lastmanagementmaßnahmen. Es ist darauf hinzuweisen, dass Preisspitzen nicht in extremer Form beim Verbraucher ankommen. Das Auftreten von hohen Preisen mag auf den ersten Blick zwar als problematisch für die Verbraucher erachtet werden. Allerdings ist gegen solche am kurzfristigen Strommarkt auftretende Preisspitzen eine Absicherung möglich: Diese kann über den längerfristigen Stromterminmarkt erfolgen. Mit den Preisspitzen am kurzfristigen Strommarkt geht zwar eine entsprechende Steigerung der Terminmarktpreise einher. Allerdings gibt es auch gegenläufige Einflüsse auf den Preis am Terminmarkt, etwa die preissenkende Wirkung durch vermehrte Einspeisung von Erneuerbaren Energien in einzelnen Stunden. Preisbeschränkungen sind Eingriffe in den Markt und daher abzulehnen. Das Auftreten von Preisspitzen und ihre Konsequenzen müssen von der Gesellschaft ausgehalten werden. Damit das erhoffte Investitionssignal nicht verpufft und die Versorgungssicherheit nicht in Frage gestellt wird, muss die Politik sich glaubwürdig dazu verpflichten, auch trotz möglichen öffentlichen Drucks bei Auftreten von Preisspitzen keine Preisobergrenzen einzuführen. Der VIK weist vor dem Hintergrund der Preisbeschränkungen auf folgendes Problem hin: Die aktuelle Preisuntergrenze in Deutschland im day-ahead-Markt liegt bei -500 €/MWh. Eine Verringerung dieser Grenze auf -2.000 €/MWh könnte tendenziell die EEG-Umlage erhöhen, da Übertragungsnetzbetreiber im Falle von massiven Stromüberschüssen gezwungen sein könnten, Strom aus Erneuerbaren Energien bei „deutlich negativeren“ Preisen zu verkaufen. In den betreffenden Stunden würde das den Spread zwischen gezahlter EEG-Vergütung und Strompreis erhöhen und die EEG-Umlage würde sich entsprechend vergrößern. Für den Fall, dass Kapazitätsmechanismen bestehen, sollte folgende Ergänzung vorgenommen werden:

“By way of derogation from paragraph 1, in case a capacity mechanism is in place, a maximum limit shall be applied for the electricity imbalance price equal to the production cost of the last selected bid in the common balancing merit order.”

Value of Lost Load (Art. 10)

Mit Art. 10 sollen die Mitgliedstaaten für ihre Hoheitsgebiete eigene Schätzungen des Wertes der Zahlungsbereitschaft für die Beibehaltung der Stromversorgung (Value of Lost Load) vornehmen. Der VoLL gibt die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher für die Vermeidung eines Stromausfalls an. Es handelt sich dabei um einen theoretischen Wert, dessen konkrete Höhe schwierig zu bestimmen ist. Im Allgemeinen kann gesagt werden, dass in den verschiedenen Sektoren unterschiedliche Zahlungsbereitschaften bestehen, bei denen eine Unterbrechung der Stromversorgung hingenommen werden kann. Einige Verbraucher haben höhere Ausfallkosten als andere. So können in der Chemie- oder Aluminiumbranche schon kurze Unterbrechungen Produktionsprozesse empfindlich stören. Aus wirtschaftlicher Sicht kann es sinnvoll sein, bestimmte Verbraucher mit niedrigem VoLL zeitweise vom Netz zu nehmen, anstelle einer zusätzlichen Investition in Kraftwerkskapazitäten. VIK ist der Ansicht, dass eine rein nationale Betrachtung des VoLL anhand von Hoheitsgebieten nicht der richtige Ansatz ist. Vielmehr muss sich der VoLL an den grenzüberschreitenden Gebotszonen orientieren, so dass gebotszoneneinheitliche Obergrenzen für den VoLL festgelegt werden.

Redispatching und Curtailment (Art. 12)

Sowohl die Durchführung von Redispatch als auch die Abregelung von EE-Anlagen sollen gemäß Art. 12 grundsätzlich durch marktbasierende Instrumente erfolgen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass gerade beim Redispatch zu wenige Anlagen für die Erbringung infrage kommen und daher ein mangelhafter bzw. kein Wettbewerb mit Monopolpreisen zu erwarten ist. Da eine marktbasierende Vergütung als First-Best-Lösung daher wahrscheinlich ausfällt, muss eine kostenbasierte Vergütung für Redispatch möglichst effizient und angemessen

erfolgen, wie es etwa in § 13a EnWG geregelt ist. Eine Vergütung ist angemessen, wenn sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde. Generell sollten finanzielle Ausgleichszahlungen, die Anpassungen in der Fahrweise bei Erzeugern oder Verbrauchern entschädigen, gleichrangig und damit diskriminierungsfrei behandelt werden. Bei Verbrauchern müssen daher auch etwaige Produktionsausfallkosten und Folgekosten berücksichtigt werden. Denn es wäre diskriminierend, wenn Erzeugungsanlagen entgangene Förderungen ersetzt bekommen, während bei den Verbrauchern kein Ersatz von Ausfallkosten und entgangene Gewinne erfolgt.

Art 12. sieht zudem vor, dass bei der Netzausbauplanung ein gewisses Maß an verbleibendem Redispatch und Curtailment toleriert werden kann, da es effizienter sein kann, das Netz nicht bis zum letzten zu transportierenden „MW“ auszubauen, was unter Effizienzgesichtspunkten folgerichtig erscheint. Nach dem Verordnungsentwurf (Artikel 12 Absatz 6) ist auch bei nicht marktbasierenden Einschränkungen grundsätzlich ein finanzieller Ausgleich durch den Netzbetreiber vorgesehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Berechnung des entgangenen Nettoeinkommens konventioneller Kraftwerke sehr aufwändig sein kann. Dies gilt insbesondere für industrielle Kraftwerke. Die Auswirkungen solcher Abschaltungen in den Wertschöpfungsketten sollten ebenfalls eine angemessene Berücksichtigung in den Vorgaben für den finanziellen Ausgleich finden.

Gebotszonen (Art.13)

Große, grenzüberschreitende Strompreiszonen sind unabdinglich für funktionierende, liquide Strommärkte. Deshalb spricht sich der VIK grundsätzlich für eine einheitliche Preiszone in Europa aus. Art 13 darf deshalb nicht dazu führen, dass nationale Gebotszonen gesplittet werden. Ein liquider Handel und ein starkes Preissignal setzen Anreize für die Bereitstellung und den Einsatz von Flexibilität durch die Marktteilnehmer. Für die Weiterentwicklung des europäischen Binnenmarktes ist es von entscheidender Bedeutung, die grenzüberschreitende Zusammenarbeit beim Netzausbau und die Bewirtschaftung von Engpässen gemeinsam zu koordinieren. Volkswirtschaftlich und aus Sicht des Marktes spricht vieles dafür, langfristig größere Preiszonen in Europa anzustreben. Diese sind am besten geeignet, eine große Anzahl Marktteilnehmer und eine entsprechend hohe Liquidität bereitzustellen. Damit wird sichergestellt, dass Handelsteilnehmer jederzeit schnell und effektiv auf Veränderungen bei Produktion und Verbrauch reagieren und sich langfristig absichern können. Hierdurch könnte das langfristige Ziel eines integrierten europäischen Binnenmarktes für Strom erreicht werden. Eine einseitige Festlegung des Zuschnitts von Gebotszonen oder auch der Kriterien zur Bestimmung von Gebotszonen durch die Kommission sollte vermieden werden.

Netzzugangsentgelte (Art. 16)

Zum jetzigen Zeitpunkt erachtet VIK eine vollständige Entgeltharmonisierung nicht als prioritäres Ziel, sondern nur die Vorgabe eines einheitlichen Rahmens. Dies gilt insbesondere mit Blick auf Artikel 55, I k) und Artikel 57, IV. In diesem einheitlichen Rahmen müssen unterschiedliche nationale Bedingungen Berücksichtigung finden, wie etwa die unterschiedliche Durchdringung mit dezentraler Erzeugungskapazität oder regionale, topologische und klimatische Unterschiede. Die Netzentgeltsystematik dient in erster Linie einer verursachungsgerechten Verteilung der Netzkosten. Anreize für Effizienz, Flexibilität und netzdienliches Verhalten sollten zusätzliche Kriterien für die Ausgestaltung sein.

Designprinzipien Kapazitätsmechanismen (Art. 23)

Angesichts der derzeit bestehenden Überkapazitäten auf Erzeugerseite in Deutschland hält der VIK die Einführung von Kapazitätsinstrumenten zum jetzigen Zeitpunkt für nicht erforderlich. Falls Kapazitätsmechanismen als notwendig erachtet werden sollten, müssen die Designprinzipien technologieoffen gestaltet sein. In diesem Zusammenhang ist zu bedenken, dass der Emissionshandel als Leitinstrument für die Reduzierung von Emissionen dient. Grundsätzlich sind eigenständige regulierte Kapazitätsmärkte, in denen eine zentrale Instanz den Kapazitätsbedarf bestimmt, kritisch zu beurteilen und als weitere regulatorische Elemente zu sehen, die ins Marktgeschehen eingreifen. Kapazitätsinstrumente sind daher grundsätzlich abzulehnen und kämen allenfalls als Ultima Ratio in Betracht, wenn ein entsprechender Bedarf sicher nachgewiesen ist und marktnähere Mechanismen nicht zum Erfolg führen sollten. VIK unterstützt daher die EU-Kommission in der Aussage, dass Mitgliedstaaten sorgfältiger prüfen müssen, ob Kapazitätsmechanismen tatsächlich erforderlich sind. Sollten Kapazitätsinstrumente tatsächlich benötigt werden, müssen diese so effizient und kostengünstig für die Stromverbraucher wie möglich ausgestaltet werden. Die konkreten Designprinzipien/Kapazitätsmechanismen nach Art. 23 aber würden eine effiziente Erbringung von Versorgungssicherheit nicht ermöglichen. Umweltkriterien für Kapazitätsmechanismen (Emissionswert < 550 Gramm CO₂/kWh) führen unbestritten dazu, dass kostengünstige Spitzenlastkraftwerke nicht abgerufen würden. Ebenso sollten ältere Kraftwerke nicht von vornherein ausgeschlossen werden. Die Versorgungssicherheit würde dann nicht am effizientesten erbracht.

Regionale Betriebszentren (Art. 32)

Der Vorschlag zur Einrichtung von Regional Operational Centers (ROCs) muss vor dem Hintergrund des in Europa geltenden Subsidiaritätsgrundsatzes geführt werden. Zwar könnten ROCs zusätzliche Effizienzen im Stromsystem heben und beispielsweise die unkoordinierte Duplizierung von Reservekraftwerken in Europa, die Systemkosten heute in die Höhe treibt, einschränken. Jedoch ist der Ansatz der ROCs, die Aktivierung von Systemeingriffen zu institutionalisieren, ziemlich bürokratisch und unverhältnismäßig ausgestaltet und könnte daher auch zusätzliche Kosten für die Verbraucher verursachen, die nicht notwendig sind. Nach den Vorschlägen würden ROCs Entscheidungs- und Anweisungskompetenzen gegenüber den ÜNB erhalten. Diese geteilten Verantwortlichkeiten zwischen ROCs und den ÜNB könnten bei Echtzeitentscheidungen zu Risiken führen. Schon heute kooperieren die europäischen TSO bereits über die Coreso und TSCNet miteinander. Diese Kooperationen sollen im Bereich Abschaltplanung und Leistungsbilanz sogar ausgedehnt werden. Hierdurch würde die Begründung für ROCs hinfällig werden (Verbesserung der Kapazitätsnutzung bei den Grenzkuppelstellen).

Dass Kosteneinsparungen und ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit auch ohne Schaffung neuer Bürokratie möglich sind, hat Deutschland beispielsweise mit dem einheitlichen deutschlandweiten Netzregelverbund gezeigt. Hier konnten Einsparungen in dreistelliger Millionenhöhe erreicht werden. Daher sollte noch einmal näher geprüft werden, ob die derzeitigen Regional Security Center (RSC) der ÜNB auf einer unteren Ebene, die auf Freiwilligkeit und Eigenverantwortung basieren (denn das ist Kern der Subsidiarität in Europa), nicht ausreichen und im Bedarfsfall weiterentwickelt werden können. ROCs sollten daher nur umgesetzt werden, sollte die RSC auf unterer Ebene nicht in der Lage sein, Verbesserung der Kapazitätsnutzung bei den Grenzkuppelstellen herbeizuführen.

Europäische Organisation der Verteilernetzbetreiber (Art. 49)

Die DSO-Entity sollte einen möglichst heterogenen Querschnitt der europäischen Verteilernetzbetreiber abbilden. So bestehen in Deutschland im industriellen Bereich vielfältige Versorgungskonstellationen, wie beispielsweise Arealnetze, Netze der allgemeinen Versorgung, geschlossene Verteilernetze oder auch Kundenanlagen. All diese Energie-

versorgungskonzepte haben ihre Berechtigung und sollten auch in der DSO-Entity mitberücksichtigt werden, damit ein möglichst breiter Erfahrungsaustausch erfolgen kann. Entsprechend sollte die Einbindung industrieller Verteilnetzbetreiber explizit festgeschrieben werden.

Der VIK ist seit 70 Jahren die Interessenvertretung industrieller und gewerblicher Energienutzer in Deutschland. Er ist ein branchenübergreifender Wirtschaftsverband mit Mitgliedsunternehmen aus den unterschiedlichsten Branchen, wie etwa Aluminium, Chemie, Glas, Papier, Stahl oder Zement. Der VIK berät seine Mitglieder in allen Energie- und energierelevanten Umweltfragen. Im Verband haben sich 80 Prozent des industriellen Energieeinsatzes und rund 90 Prozent der versorgerunabhängigen Stromerzeugung in Deutschland zusammengeschlossen.